

Il nuovo quadro regolatorio prevede una sovrapposizione con il precedente sistema di incentivazione (CIP n. 6/92), non solo in chiave temporale, ma anche in funzione delle dinamiche dell'offerta e della formazione dei prezzi dei certificati verdi. Questi ultimi, validi per il soddisfacimento dell'obbligo, vengono infatti rilasciati anche agli impianti di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sotto convenzione definita dal provvedimento CIP n. 6/92, entrati in funzione dopo l'1 aprile 1999. Tali certificati, congiuntamente all'energia elettrica prodotta, sono ritirati e intestati al Gestore della rete, a fronte dei costi degli incentivi riconosciuti agli impianti che possono usufruirne, secondo il provvedimento CIP n. 6/92.

Esistono pertanto due tipi di certificati: i certificati verdi relativi a impianti esenti dagli incentivi CIP n. 6/92, emessi a consuntivo o preventivo e intestati a privati, e quelli relativi a impianti sotto convenzione CIP n. 6/92 intestati al Gestore della rete. Mentre i primi possono essere ceduti sul mercato predisposto dal Gestore del mercato a un prezzo libero o attraverso contratti bilaterali, i secondi sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il Gestore del mercato, al prezzo fissato dall'art. 9 del decreto ministeriale 11 novembre 1999; si tratta del prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali sotto convenzione CIP n. 6/92, in base al loro valore di acconto, e i ricavi del Gestore della rete in seguito alla cessione dell'energia elettrica sottostante.

Ne consegue che il prezzo dei certificati del Gestore della rete non dipende dalle dinamiche di domanda e offerta di certificati verdi sul mercato, bensì dagli aggiornamenti degli incentivi CIP n. 6/92, oltre che da fattori esogeni allo sviluppo delle energie prodotte da fonti rinnovabili quali, per esempio, le modalità di cessione dell'energia coperta da incentivi CIP n. 6/92 al mercato vincolato. Queste ultime sono determinate dalla delibera del 13 dicembre 2000, n. 233 e successive integrazioni, in attuazione di quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000.

Dal momento che i certificati verdi del Gestore della rete, la cui offerta è attualmente superiore a quella costituita dai certificati verdi intestati a privati, sono indispensabili a soddisfare la domanda di certificati verdi introdotta dall'obbligo del 2 per cento, il loro prezzo costituirà il riferimento anche per il mercato dei certificati verdi privati.

Offerta di certificati  
verdi

In data 16 ottobre 2001, il Gestore della rete ha reso note le stime di offerta di certificati verdi di sua proprietà, riportate nella tavola 3.3. Gran parte di questa energia viene o verrà prodotta dagli impianti individuati negli allegati delle

delibere dell'Autorità del 27 settembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144, e successive integrazioni, ai sensi delle indicazioni dell'art. 15, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99. Quest'ultimo, al fine di stabilire un quadro temporale certo delle realizzazioni, chiedeva agli operatori di inviare all'Autorità, entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto, le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio.

**TAV. 3.3 OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DEL GESTORE DELLA RETE**

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	6,1
2003	7,2
2004	7,4
2005	7,6

Fonte: Grtn, 2001.

In ottemperanza all'art. 10 del decreto ministeriale 11 novembre 1999, il Gestore della rete rende noti, tramite la pubblicazione di un apposito bollettino, i dati relativi agli impianti che producono energia da fonti rinnovabili, in esercizio e in costruzione; essi provengono da privati che abbiano conseguito la qualifica necessaria all'emissione di certificati verdi. I dati pubblicati nel primo bollettino del 28 febbraio 2002, sono riportati nella tavola 3.4. In aggiunta a questi, devono essere presi in considerazione i certificati verdi rilasciati a fronte di rifacimenti parziali di centrali idroelettriche, come previsto dall'art. 5 del decreto del Ministero attività produttive e Ministero dell'ambiente del 18 marzo 2002. Una prima stima dei certificati, emessi a seguito di questa modifica normativa, è a oggi di circa 0,7 TWh.

**TAV. 3.4 OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DA PRIVATI**

Valori in GWh

TIPOLOGIA	IN ESERCIZIO	IN PROGETTO	TOTALE
EOLICI	178,5	1.490,30	1.668,80
GEOTERMICI	58,60	–	58,60
IDRO	337,48	83,32	460,80
RIFIUTI	320,42	121,00	441,42
SOLARE	0,78	–	0,78
<b>TOTALE</b>	<b>935,78</b>	<b>1.694,62</b>	<b>2.630,40</b>

Fonte: Grtn, 2001.

La domanda di certificati verdi

Le stime del Gestore della rete, relative alla domanda di certificati rese note dalla pubblicazione sul sito Internet del 16 ottobre 2001, sono riportate nella tavola 3.5.

TAV. 3.5 **DOMANDA DI CERTIFICATI VERDI**

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	4,9
2003	5,1
2004	5,3
2005	5,5

Fonte: Grtn, 2001.

L'esatto ammontare della domanda di certificati verdi per il 2002 sarà noto solo dopo il 31 maggio 2002, quando saranno pervenute al Gestore della rete le autocertificazioni attestanti produzione e importazioni relative all'anno 2001. La domanda di certificati verdi sarà pertanto inferiore alla stima fornita dal Gestore della rete:

- a seguito della delibera n. 42/02 dell'Autorità, e sue applicazioni ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002;
- in conseguenza della frammentazione delle quote d'importazione al di sotto della franchigia dei 100 GWh;
- a causa delle esenzioni dall'obbligo di acquisto di certificati verdi dell'energia d'importazione certificata rinnovabile, con le modalità previste dall'art. 3 del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002.

Altri incentivi alla produzione delle energie rinnovabili

A integrazione del meccanismo di incentivazione basato sull'emissione dei certificati verdi, sono stati distribuiti, nel 2001, come stabilito dal decreto del Ministero dell'ambiente del 20 luglio 2000, n. 337, i fondi relativi al gettito della *carbon tax* del 1999. Il decreto del Ministero dell'ambiente del 21 maggio 2001 distribuisce 155 miliardi di lire alle varie regioni e alle province autonome di Trento e Bolzano per il finanziamento di progetti mirati allo sfruttamento delle energie prodotte da fonti rinnovabili (energia solare e biomassa) o alla promozione di iniziative per l'uso efficiente dell'energia. Ulteriori 50 miliardi sono stati

designati al cofinanziamento di investimenti per la tutela ambientale, relativi all'uso delle energie da fonti rinnovabili e all'uso razionale dell'energia. Per conseguire gli obiettivi del progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente, sono stati stanziati, nel 2001, 60 miliardi di lire, destinati al finanziamento a favore di soggetti pubblici e privati per l'installazione di impianti fotovoltaici di piccola taglia (1-20 kW di picco). A sostegno di quest'obiettivo, l'Autorità con la delibera del 13 dicembre 2000, n. 224, aveva approvato la disciplina tecnico economica per lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW.

### **Il ruolo della borsa elettrica nel sistema di offerta**

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevede che l'avvio della borsa elettrica coincida con il passaggio, entro l'1 gennaio 2001, da un regime di dispacciamento passante, oggi in vigore, a uno basato su criteri di merito economico. A un anno e mezzo dalla scadenza prevista, il quadro delle regole, sebbene ancora incompleto, si va delineando. Accanto al mercato regolamentato potranno continuare a essere stipulati contratti bilaterali, di cui all'art. 6, del decreto legislativo n. 79/99.

Per quanto riguarda la disciplina del mercato elettrico, con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha trasmesso al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, il proprio parere relativamente allo schema di disciplina del mercato elettrico, predisposto dal Gestore del mercato. L'Autorità ha espresso parere favorevole sullo schema proposto, a condizione che il Gestore del mercato lo modificasse, integrando alcuni elementi ritenuti essenziali ai fini di un corretto funzionamento dei meccanismi di mercato e del rispetto delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento definite dall'Autorità con la delibera 30 aprile 2001, n. 95.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto 9 maggio 2001, ha approvato la Disciplina del mercato elettrico che organizza gli scambi secondo un meccanismo d'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire da quelle più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo (preliminare al vero e proprio dispacciamento di merito economico svolto dal Gestore della rete): minimizza inoltre il costo totale per il soddisfacimento della domanda di energia elettrica che si è presentata sul mercato organizzato.

L'approvazione della Disciplina del mercato elettrico non ha tuttavia completato il quadro normativo strumentale all'avvio del sistema delle offerte. Da un lato deve essere ultimato il percorso di definizione delle sue norme attuative e procedurali, dall'altro, devono essere definite le regole per il dispacciamento di merito economico.

Per quanto riguarda la definizione delle norme attuative e procedurali, la Disciplina del mercato elettrico stabilisce che le medesime siano precisate nelle Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico e nelle Disposizioni tecniche di funzionamento. Al gennaio 2002, il Gestore del mercato ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità per la formulazione del previsto parere, emanato nell'aprile 2002. Una volta che il Ministro delle attività produttive avrà approvato le Istruzioni, il Gestore del mercato potrà predisporre le Disposizioni tecniche di funzionamento con le norme procedurali mancanti.

Per quanto riguarda la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità, per osservazioni, uno schema di regole per il dispacciamento. Tali osservazioni, al momento della stampa della presente Relazione, stanno per essere inviate al Gestore della rete.

### **Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta**

Definite le norme procedurali relative al funzionamento della borsa e le regole di dispacciamento di merito economico, restano da sciogliere alcuni nodi cruciali affinché il mercato elettrico produca i benefici attesi. Tra questi vi è l'intervento sui meccanismi del mercato, con particolare riferimento all'offerta di energia elettrica, al fine di promuovere la concorrenza e prevenire l'esercizio di potere di mercato. Anche dopo la prevista cessione da parte di Enel della società Interpower, Enel continuerà a detenere più del 50 per cento della capacità produttiva netta installata in Italia (Fig. 3.2). All'avvio del mercato, la struttura dell'offerta sarà perciò caratterizzata da un elevato grado di concentrazione, con evidenti rischi di abuso di posizione dominante.

Tra le possibili misure per la prevenzione dell'esercizio del potere di mercato, alcune affrontano strutturalmente il problema, come le dismissioni e la contrattualizzazione degli impianti di modulazione e di picco che intervengono direttamente sulla struttura dell'offerta; altre misure, basate su strumenti a maggiore contenuto regolatorio, cercano invece di mitigarne gli effetti per i consumatori. In attesa di interventi che modifichino la struttura dell'offerta e al fine di moderare

l'esercizio del potere di mercato creando un'offerta concorrenziale e competitiva, l'Autorità, con la delibera 30 aprile 2001, n. 96, ha ritenuto che potrebbe essere opportuno intervenire con misure tipicamente regolatorie; tra esse i tetti ai prezzi di offerta, con riferimento in particolare ai mercati per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento. Tali misure sono però assimilabili alla determinazione amministrativa dei meccanismi del mercato, e quindi debbono essere utilizzate solo transitoriamente. Con la delibera n. 96/01, l'Autorità ha definito un quadro di regole generali atte a promuovere la concorrenza; ha inoltre previsto la definizione di indirizzi e condizioni, affinché il Gestore del mercato adotti disposizioni specifiche finalizzate a stabilire eventuali limiti superiori al prezzo di offerta dell'energia elettrica.

Capacità di  
interconnessione  
con l'estero

In attesa dell'avvio del mercato elettrico e del dispacciamento di merito economico, l'Autorità è inoltre intervenuta sulla struttura dell'offerta di energia elettrica, definendo:

- le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e i paesi confinanti (delibera n. 301/01);
- le modalità di cessione, attraverso procedure concorsuali, dell'energia elettrica prodotta dagli impianti beneficiari degli incentivi CIP n. 6/92 al mercato libero (delibera 21 dicembre 2001, n. 308)

Per quanto riguarda la capacità di trasporto sull'interconnessione, la regolazione degli scambi di energia elettrica ha reso necessario l'accordo tra i soggetti istituzionali, responsabili nei paesi interessati. A seguito della collaborazione con i regolatori dei paesi confinanti con l'Italia, l'Autorità ha adottato, con la delibera n. 301/01, le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e questi paesi, per l'anno 2002; ha inoltre previsto l'assegnazione della medesima capacità ai soggetti richiedenti, in misura proporzionale alle domande, sino a concorrenza di limiti superiori a ogni richiesta. Con la Svizzera, l'Austria e la Slovenia si è proceduto ad allocare la capacità di trasporto suddividendola al 50 per cento a priori tra i paesi interessati; al contrario, l'accordo con la *Commission de regulation de l'électricité* francese ha reso possibile procedere congiuntamente all'allocazione della capacità complessiva di trasporto alla frontiera con la Francia e di quella con la Svizzera di competenza dell'Italia. La responsabilità per lo svolgimento della procedura di allocazione è stata affidata al Gestore della rete d'intesa con il Gestore della rete di trasmissione francese (*Réseau de transport de l'électricité*). L'obiettivo che l'Autorità si è prefissato, nell'adozione del meccanismo di alloca-

zione congiunta, è quello di promuovere la pluralità degli operatori nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale. A tal fine è stato previsto un limite alla quota della capacità di interconnessione assegnabile a ogni singolo soggetto, nel caso in cui le richieste fossero superiori alla capacità disponibile. Tale limite è stato fissato al 10 per cento della capacità di trasporto disponibile su ciascuna interconnessione.

L'Autorità ha proposto, con il documento per la consultazione 27 febbraio 2002, un inquadramento generale in materia di linee dirette; ovvero di linee indipendenti dalla rete di trasmissione nazionale, che possono essere realizzate dagli operatori, con particolare riferimento a quelle per lo scambio con l'estero; ha inoltre fornito indicazioni sulla formulazione di un quadro normativo che ne consenta la realizzazione e ne permetta il funzionamento. Tale intervento individua nelle linee dirette uno strumento ulteriore per favorire l'integrazione del sistema elettrico nazionale nel sistema europeo, come previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE, a fronte di carenze nella rete di interconnessione esistente o di ritardi nella costruzione di nuove infrastrutture di rete. A giudizio dell'Autorità, in una fase congiunturale e transitoria, la realizzazione di linee dirette per lo scambio con l'estero potrebbe, inoltre, contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero. La realizzazione di linee dirette diversifica, infatti, le fonti e, in più, amplia la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza di cui all'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Cessione di energia  
incentivata dal  
provvedimento CIP  
n. 6/92

Per quanto riguarda le procedure concorsuali per la cessione ai clienti del mercato libero dell'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità ha disciplinato con la delibera n. 308/01 l'allocazione per l'anno 2002 e fino all'operatività del sistema delle offerte. Tale cessione, disposta dal Ministro delle attività produttive con il decreto 10 dicembre 2001, incrementa l'offerta di energia elettrica sul mercato libero e promuove la concorrenza. Sempre al fine di evitare la concentrazione della capacità produttiva in capo a un numero ristretto di soggetti, l'Autorità ha proposto che nessuno possa richiedere l'assegnazione per una quota superiore al 20 per cento del numero di bande disponibili per ciascuna delle procedure concorsuali, e al 15 per cento del numero di bande complessivamente disponibili per tutte le procedure concorsuali.

Prezzo all'ingrosso dell'energia per il mercato vincolato

Per quanto riguarda il sistema regolatorio vigente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2001, n. 318, ha determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, destinata ai clienti del mercato vincolato, per l'anno 2002. Per non introdurre elementi di complessità, in attesa della determinazione dei prezzi su base oraria, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere la stessa articolazione dei due anni precedenti. Il prezzo è perciò pari alla somma di una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica articolata per fasce orarie, e di una componente indipendente dalle fasce orarie a copertura dei costi variabili di produzione, pari al costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (comma 6.5 della delibera 11 maggio 1997, n. 70). Per la determinazione del valore del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002, è stata condotta un'analisi dei costi di produzione, relativamente agli impianti alimentati da combustibili fossili convenzionali; l'esame ha incluso anche i costi di trasporto previsti dall'art. 16 del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, approvato con la delibera n. 228/01, e sue successive modificazioni. Il prezzo così determinato è risultato, per la componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, sostanzialmente in linea con il livello dell'anno 2001.

TAV. 3.6 PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA ALL'INGROSSO PER GLI ANNI 2001 E 2002

Componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica

FASCIA ORARIA	ANNO 2001		ANNO 2002
	lire/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
F1 (ore di punta)	180,1	9,302	9,338
F2 (ore di alto carico)	72,4	3,739	3,755
F3 (ore di medio carico)	39,3	2,029	2,035
F4 (ore vuote)	0	0	0



- Impianti mini idroelettrici** Sempre con riferimento al sistema regolatorio vigente (delibera 8 giugno 1999, n. 82, successivamente modificata dalla delibera 16 marzo 2000, n. 56), l'Autorità aveva determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata redditività. Come segnalato da diversi soggetti titolari di impianti e dalle loro associazioni rappresentative, gli impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW non presentano caratteristiche che giustifichino un trattamento differenziato rispetto a quelli ad acqua fluente della medesima potenza. L'Autorità, con la delibera 18 aprile 2002, n. 62, ha determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW, eliminando la disparità di trattamento esistente tra quelli a bacino e quelli ad acqua fluente. La delibera n. 62/02 si applica agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, che cedono l'energia elettrica prodotta al Gestore della rete, a eccezione dell'energia elettrica ceduta nell'ambito di:
- convenzioni di cessione destinata all'Enel e, a far data dall'1 gennaio 2001, al Gestore della rete, di cui al decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992, ancora in vigore fino alla loro scadenza;
  - misure di promozione e incentivazione previste dal decreto ministeriale 11 novembre 1999 per gli impianti di nuova realizzazione, riattivati, ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, o rifatti dopo l'1 aprile 1999.
- Criteri di riconoscimento per la cogenerazione** Il decreto legislativo n. 79/99 e il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, riconoscono alla cogenerazione alcuni benefici, tra i quali: la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta; l'esenzione dall'obbligo di immettere una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, cui sono soggetti i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni o importazioni annue eccedenti i 100 GWh; il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione, indipendentemente dal livello di consumo annuale. Sempre il decreto legislativo n. 79/99 (art. 2, comma 8) assegna all'Autorità la definizione delle condizioni necessarie affinché la produzione combinata di energia elettrica e calore sia riconosciuta come cogenerazione; prevede inoltre che tali condizioni garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate di energia elettrica e di calore.

Per la definizione dei citati criteri di riconoscimento, l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione con l'emissione di due documenti, il primo in data 3 agosto 2000 e il secondo in data 25 luglio 2001, contenenti lo schema di provvedimento e numerose osservazioni e contributi scritti. Con la delibera n. 42/02 l'Autorità ha definito le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione. Risponde a esse ogni processo integrato di produzione combinata di energia elettrica, o meccanica, e di energia termica, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da un qualsiasi *mix* di fonti primarie e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfi contemporaneamente due condizioni. La prima relativa al risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate, la seconda relativa alla quota di produzione di energia termica rispetto al totale della produzione di energia elettrica e termica. Entrambe vengono soddisfatte con modalità applicative differenti al variare della tipologia di combustibile usato, della taglia della sezione, dell'utilizzo e della modalità di distribuzione dell'energia termica utile prodotta, del livello di tensione a cui è allacciata la sezione.

## SERVIZIO DI TRASPORTO E SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

La rete di trasmissione nazionale è composta di 9.782 km di terne a 380 kV, 11.980 km di terne a 220 kV, per un totale di 21.762 km, e di 20.401 km di linee a 150-132 kV (dati riferiti al 2000). Alla rete di trasmissione nazionale risulta oggi connessa più del 95 per cento della potenza installata presso i siti di produzione dell'energia elettrica, il 10 per cento circa delle esistenti utenze in alta e altissima tensione corrispondenti a clienti finali e la quasi totalità delle reti di distribuzione in alta tensione.

La struttura e le caratteristiche della rete di trasmissione nazionale sono tali da non consentire lo scambio di energia elettrica tra le varie zone del paese in tutte le situazioni di funzionamento e di necessità.

Il Gestore della rete, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, è concessionario esclusivo delle attività di trasmissione sulla rete di trasmissione nazionale e di dispacciamento sull'intero territorio nazionale. La proprietà della rete rimane, tuttavia, quasi esclusivamente in capo al gruppo Enel. L'attività di trasmissio-

ne è costituita dall'insieme delle attività orientate a impartire disposizioni per realizzare il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete nazionale; non contempla invece le attività operative connesse con il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica, che sono demandate ai titolari degli impianti costituenti la rete medesima. L'attività di dispacciamento riguarda le decisioni relative sia alla "chiamata a produrre" degli impianti di generazione, sia alla gestione dei prelievi di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale, ai fini della soluzione delle congestioni di rete e all'erogazione dei servizi di rete alle utenze.

Per quanto riguarda le interconnessioni con l'estero, nel corso del 2001, a seguito di lavori di adeguamento di alcune linee, la massima capacità di trasporto è passata da 6.300 MW (gennaio-aprile 2001) a 6.500 MW (ottobre-dicembre 2001). Nel 2001 è stato inoltre completato il collegamento tra Italia e Grecia, consistente in 207 km di linee a 400 kV in corrente continua, la cui operatività commerciale è prevista entro l'estate del 2002.

### **Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto dell'energia elettrica**

I costi relativi allo svolgimento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione comprendono essenzialmente quelli riguardanti la gestione, l'esercizio e la manutenzione delle infrastrutture di trasporto, cioè indipendenti dall'uso delle predette infrastrutture. I costi indotti dalle perdite sulle reti, i costi relativi alle congestioni e quelli per il mantenimento dell'equilibrio istantaneo tra domanda e offerta (bilanciamento) connessi con l'uso delle infrastrutture e, quindi, con il servizio di trasporto dell'energia elettrica, si formano a monte della filiera elettrica e consistono in costi variabili di produzione.

#### **Tariffe di trasporto: il Testo integrato**

Al fine di uniformare la disciplina del trasporto dell'elettricità destinata al mercato libero e a quello vincolato, introdotta in tempi e con provvedimenti diversi rispetto alla liberalizzazione del settore avviata nel marzo 1999, l'Autorità, con delibera, n. 228/01, ha riformato, semplificandola, la disciplina del trasporto per i clienti del mercato libero; ha inoltre raggruppato in un unico testo (Testo integrato) tutta la normativa relativa ai corrispettivi dei servizi di trasporto, misura e vendita sia per il mercato libero sia per quello vincolato. Per la copertura dei costi delle infrastrutture relative alla rete di trasmissione, la disciplina del Testo integrato prevede appositi corrispettivi a carico delle impre-

se distributrici e dei produttori. Questi ultimi pagano al Gestore della rete un corrispettivo per ogni kWh immesso in rete. L'onere direttamente posto a carico dei produttori per il servizio di trasporto è trascurabile e concorre in misura modesta alla copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per le attività di propria competenza. Tale scelta, soprattutto nella prospettiva dell'avvio del sistema delle offerte, è finalizzata a evitare potenziali distorsioni della competizione tra produttori e del prezzo di equilibrio dei mercati del giorno prima dell'energia.

Per quanto riguarda gli oneri a carico delle imprese distributrici, il Testo integrato prevede che il Gestore della rete addebiti alle medesime una apposita componente tariffaria (CTR), sull'energia elettrica netta prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e da impianti di clienti finali allacciati in alta tensione. Le imprese distributrici trasferiscono poi sui clienti finali tali oneri mediante i meccanismi tariffari descritti più oltre (vedi il paragrafo Attività di regolazione economica della distribuzione). Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da impianti allacciati a reti di distribuzione di media e di bassa tensione, la cosiddetta generazione diffusa, con il Testo integrato è stata introdotta una disciplina che riconosce al produttore il costo evitato di trasporto sulla rete di trasmissione, al netto della componente imposta dai produttori.

Il costo delle infrastrutture di trasporto grava in misura preponderante sui proprietari delle porzioni di rete di trasmissione nazionale, cui competono anche l'esercizio e la manutenzione, e in misura minima anche sul Gestore della rete. Pertanto, i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, pagati al Gestore della rete dalle imprese distributrici direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale e dai produttori, sono trasferiti ai medesimi proprietari secondo le modalità previste dalla convenzione tipo, approvata con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

Tale convenzione prevede che i proprietari delle porzioni della rete di trasmissione nazionale addebitino al Gestore della rete un canone annuo proposto dallo stesso ed approvate dall'Autorità con delibera 13 dicembre 2001, n. 304, ai sensi della convenzione tipo, di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, approvata sia con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000. I canoni annui riconosciuti ai proprietari sono determinati in funzione del costo delle componenti patrimoniali della porzione di rete di proprietà di ciascun soggetto, dei costi di esercizio e di manutenzione unitamente al riconoscimento degli ammortamenti economici e tecnici.

## Attività di regolazione economica e tecnica del servizio di dispacciamento

Con la delibera n. 95/01, l'Autorità ha definito (ai sensi dell'art. 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99) le condizioni per l'erogazione, da parte del Gestore della rete, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera definisce sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Gestore della rete, delle risorse necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi nel sistema elettrico e alla gestione delle congestioni di rete, sia le condizioni per l'assegnazione agli operatori dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica. Queste ultime prevedono l'istituzione di appositi mercati per l'approvvigionamento della capacità di produzione di riserva, delle risorse per la risoluzione delle congestioni e delle risorse per il bilanciamento del sistema elettrico. La gestione di tali mercati è affidata al Gestore del mercato, conformemente a quanto previsto all'art. 5, del decreto legislativo n. 79/99, sulla base di una convenzione tra il medesimo e il Gestore della rete previste dalla delibera n. 95/01.

Al fine di garantire certezza agli operatori nell'assegnazione dei diritti di trasporto, è necessario che il territorio nazionale sia suddiviso in un numero limitato di zone definite dal Gestore della rete e approvate dall'Autorità e che i confini tra queste siano stabili nel tempo. Per il primo biennio di operatività della borsa elettrica, è stato tuttavia consentito al Gestore della rete di modificare, sotto il controllo dell'Autorità, i confini tra le zone.

Per l'assegnazione dei diritti di trasporto, la delibera prevede che il diritto all'uso della capacità di trasporto tra le zone venga assegnato nel mercato del giorno prima, tenendo conto dei vincoli di trasporto nella determinazione dei programmi di immissione e di prelievo accettati nel medesimo mercato. Conseguentemente, in presenza di vincoli di trasporto stringenti (cd. congestioni), si determina una differenziazione tra zone del prezzo sia di acquisto sia di vendita dell'energia elettrica. Il corrispettivo unitario pagato per i diritti d'uso della capacità di trasporto è stato fissato dall'Autorità pari alla differenza tra i prezzi di mercato, determinati nelle zone in cui avviene il prelievo e in quelle in cui si compie l'immissione dell'energia elettrica.

Sulla base delle condizioni definite dalla delibera n. 95/01, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità uno schema di regole per il dispacciamento, che costituisce il riferimento normativo cui il medesimo Gestore dovrà attenersi. Su di esse, l'Autorità ha formulato osservazioni vincolanti di cui il Gestore della rete deve tenere conto nella predisposizione delle regole definitive.

**La disciplina transitoria**

In attesa dell'avvio del dispacciamento di merito economico disposto dall'Autorità, a seguito della riforma dei corrispettivi per il servizio di trasporto illustrata in precedenza, si è resa necessaria la definizione di una disciplina transitoria del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, in sostituzione di quella precedentemente prevista dalla delibera del 18 febbraio 1999, n. 13. Tale disciplina (delibera 27 dicembre 2001, n. 317, e delibera 7 marzo 2002, n. 36), in vigore a partire dall'inizio del 2002, introduce condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia elettrica e gli autoproduttori. Attraverso meccanismi semplificati e basati su corrispettivi determinati amministrativamente, si prefigge l'obiettivo di fornire agli operatori segnali economici relativi ai costi provocati al sistema elettrico dai loro comportamenti, in modo da orientare il sistema verso la situazione di regime basata sul merito economico delle risorse da selezionare.

I rapporti tra il Gestore della rete e i soggetti cui viene erogato il servizio di dispacciamento sono sanciti in contratti di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica. Al fine di consentire al Gestore della rete una corretta programmazione delle risorse necessarie al mantenimento della sicurezza del sistema, i soggetti sono tenuti a comunicare settimanalmente al Gestore della rete i propri programmi di immissione e prelievo; rispetto a questi viene determinata *ex post* l'entità delle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi.

In attesa di un apposito mercato che determini il costo per il sistema in ciascuna ora (o anche per intervalli di tempo più brevi) delle risorse necessarie a compensare le deviazioni non preventivate delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai relativi programmi, il corrispettivo posto a carico dei soggetti responsabili di tali deviazioni (corrispettivo di bilanciamento) viene definito per via amministrativa<sup>3</sup>.

La disciplina transitoria introdotta consente di applicare ai clienti del mercato libero, per i quantitativi di energia elettrica prelevata e non immessa, un prezzo uguale a quello che avrebbero pagato se fossero rimasti nel mercato vinco-

3 In relazione alla valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata dai soggetti che operano sul mercato libero, l'Autorità ha previsto che il loro saldo avvenga su base bimestrale; ha introdotto inoltre la possibilità di scambio tra gli operatori delle differenze risultanti al termine di ciascun bimestre, qualora tali soggetti siano abilitati ad acquistare e vendere energia elettrica nel mercato libero. Il prezzo dell'energia elettrica utilizzato, al termine di ciascun bimestre, per la valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata è stato determinato come il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, definito dall'Autorità per il mercato vincolato, al netto delle componenti a copertura degli oneri sostenuti per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi.

lato, al netto dello sconto della componente a copertura dell'onere medio di sbilanciamento. L'ulteriore addebito del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento effettivi dipende dalla capacità del soggetto di controllare e presumere con precisione il proprio carico e costituisce quindi un incentivo a prevedere correttamente il proprio comportamento.

## VENDITA AI CLIENTI IDONEI

### Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

Nel corso dell'ultimo anno il numero di consumatori che possono beneficiare della liberalizzazione del mercato elettrico è aumentato di quasi il 35 per cento, ovvero si è visto il passaggio da 7.870 a 10.581 siti di prelievo dell'energia. Il consumo potenziale di energia di questi siti, riferito agli ultimi consuntivi disponibili<sup>4</sup>, è cresciuto del 28 per cento, da 97 a 124 TWh. Considerando un fabbisogno complessivo pari a 305 TWh nel 2001, questo corrisponde a un grado di apertura del mercato di circa il 41 per cento. L'apertura appare ancora maggiore, pari al 54 per cento del totale, se si escludono dal computo il settore domestico e altri consumatori per i quali non è attualmente previsto l'accesso al mercato. Le quantità di energia effettivamente acquistate sul mercato libero sono però apprezzabilmente inferiori.

Il più rapido aumento si è verificato per i clienti finali appartenenti a consorzi, società consortili e multisito nazionali. A tale riguardo, va sottolineato che l'andamento temporale delle varie tipologie di idoneità riflette, più che una preferenza dei clienti finali, il diverso impegno necessario, in termini di capacità organizzativa, per raggiungere le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99; nonché, naturalmente, le modifiche normative nelle condizioni di riconoscimento di idoneità nelle scadenze dell'1 gennaio 2001 e 2002.

Infatti, come evidenziato nella tavola 3.7, la crescita dei clienti finali con consumi sufficientemente elevati da conseguire l'idoneità senza bisogno di aggre-

4 I valori definitivi attendono l'aggiornamento in base alle dichiarazioni dei distributori e degli autoproduttori, previste dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91. I valori disponibili sui quali sono basati i risultati riportati nelle tavole si riferiscono alle dichiarazioni dei distributori relative al 2000 o alle dichiarazioni parziali relative al 2001 (nel caso di richieste di riconoscimento a partire dall'1 gennaio 2002).

gazione in gruppi di impresa o in consorzi, è avvenuta in tempi brevissimi; il 75 per cento degli attuali clienti finali idonei per conto proprio ha ricevuto il riconoscimento di idoneità entro il mese di aprile 2000. Più lenta è stata invece la crescita dei gruppi e delle imprese societarie, nella misura in cui ha richiesto accordi tra le stesse e all'interno di ognuna di esse. Ancora più lento, seppure sempre consistente, è stato il decorso delle richieste di riconoscimento di idoneità da parte dei consorzi e delle società consortili, per la necessità di organizzare una molteplicità di soggetti. Per ultimo, i multisito nazionali (nati a partire dall'1 gennaio 2002)<sup>5</sup> rappresentano attualmente il segmento più dinamico, crescendo spesso a scapito dei gruppi di impresa, delle imprese societarie e delle società consortili, la cui consistenza ha iniziato a calare nei primi mesi del 2002.

Le caratteristiche descritte si riflettono nella dinamica evidenziata a livello regionale nella tavola 3.8. Qui, la significativa variabilità del grado di apertura del mercato è spiegabile in termini di concentrazione dell'industria energivora, più che in termini di una minore o maggiore propensione a entrare nel mercato libero. Nelle regioni con una forte preponderanza di grandi impianti a elevato consumo energetico (tra cui principalmente Friuli Venezia Giulia, Umbria, Sicilia e Sardegna), il riconoscimento di idoneità ai maggiori stabilimenti ha portato a un grado di apertura prossimo al 50 per cento e oltre già nel corso del 1999; negli anni successivi, l'aggiunta di altri impianti di minori dimensioni (spesso nell'ambito di consorzi) non si è tradotta in un significativo aumento dei consumi da parte dei clienti idonei. In altre regioni, caratterizzate da una struttura industriale molto più diffusa (tra cui Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Toscana e Marche) l'apertura del mercato (in buona parte dovuta al contributo di piccole imprese consorziate) è stata molto più lenta, e nella maggior parte dei casi non ha ancora superato il 40 per cento del fabbisogno complessivo.

Un palese riscontro della dinamica descritta si trova nel consumo medio per sito di prelievo, che è diminuito bruscamente in quasi tutte le regioni tra il 1999 e il 2000, continuando poi a ridursi con il conferimento di idoneità a un crescente numero di piccole imprese aggregate in consorzi di consumo. L'abbassamento della soglia a 20 GWh a partire dall'1 gennaio 2001 ha contribuito a ridurre il consumo medio, anche se non in modo determinante, rispetto all'effetto dovuto alla fortissima crescita delle imprese consorziate. Nel corso dell'ultimo anno, queste ultime hanno infatti visto un aumento quasi 20 volte maggiore rispetto ai clienti finali singoli, in termini di siti di prelievo: 1.921 tra consorzi e società consortili contro 104 clienti finali singoli.

5 Come predisposto dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 14, comma 4, lettera c).